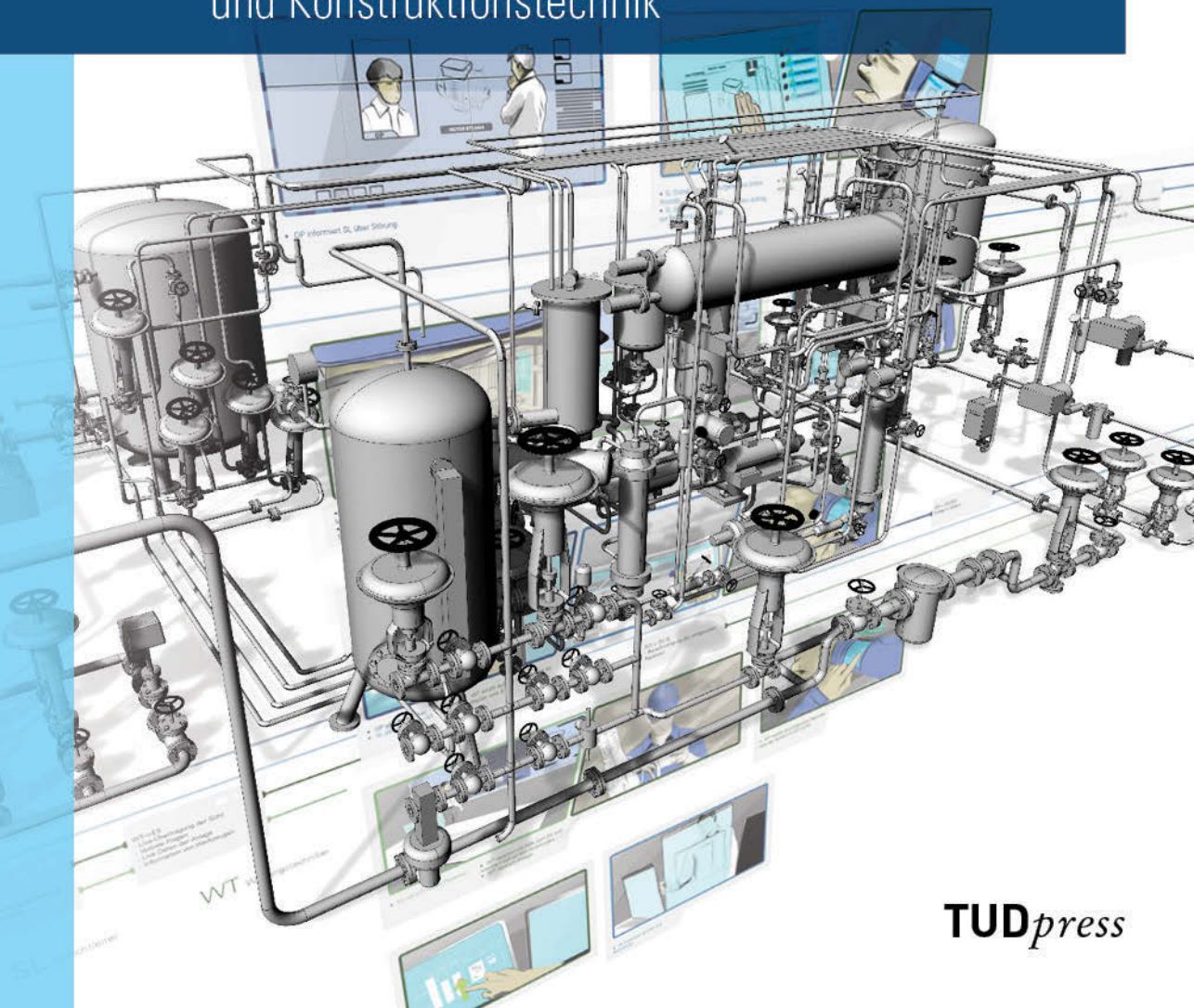


Ralph Stelzer (Hrsg.)

ENTWERFEN ENTWICKELN ERLEBEN 2016

Beiträge zur virtuellen Produktentwicklung
und Konstruktionstechnik



TUDpress

Ralph Stelzer (Hrsg.) **ENTWERFEN** ENTWICKELN **ERLEBEN** 2016
Beiträge zur virtuellen Produktentwicklung und Konstruktionstechnik

Ralph Stelzer (Hrsg.)

ENTWERFEN ENTWICKELN ERLEBEN 2016

Beiträge zur virtuellen Produktentwicklung
und Konstruktionstechnik

Dresden · 30. Juni – 1. Juli 2016

Programmkomitee Virtuelle Produktentwicklung und Konstruktionstechnik

Prof. Dr. Ralph Stelzer, TU Dresden

Prof. Dr. Michael Abramovici, Ruhr-Universität Bochum

Prof. Dr. Reiner Anderl, TU Darmstadt

Prof. Dr. Martin Eigner, Universität Kaiserslautern

Prof. Dr. Detlef Gerhard, TU Wien

Prof. Dr. Jivka Ovtcharova, KIT Karlsruhe

Prof. Dr. Rainer Stark, TU Berlin

Prof. Dr. Sandor Vajna, Universität Magdeburg

Prof. Dr. Sandro Wartzack, Universität Erlangen

Entwickeln – Entwerfen – Erleben 2016.
Beiträge zur Virtuellen Produktentwicklung und Konstruktionstechnik
Herausgeber: Ralph Stelzer

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der
Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind
im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Bibliographic information published by the Deutsche Nationalbibliothek
The Deutsche Nationalbibliothek lists this publication in the Deutsche
Nationalbibliografie; detailed bibliographic data are available in the
Internet at <http://dnb.d-nb.de>.

ISBN 978-3-95908-062-0

© 2016 w.e.b. Universitätsverlag & Buchhandel
Eckhard Richter & Co. OHG
Bergstr. 70 | D-01069 Dresden
Tel.: 0351/47 96 97 20 | Fax: 0351/47 96 08 19
<http://www.tudpress.de>

TUDpress ist ein Imprint von w.e.b.

Alle Rechte vorbehalten. All rights reserved.
Layout und Satz: Technische Universität Dresden.
Umschlaggestaltung: TU Dresden, Illustration © 2016 TU Dresden
Printed in Germany.

Erscheint zugleich auf QUCOSA der SLUB Dresden
<http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-203878>



KOMPLEXITÄT

DREHT SICH IMMER
NUR IM KREIS.

EINFACH

TRIFFT
ENTSCHEIDUNGEN.

Komplexität bremst Ihr Business aus. Denn je gewaltiger die Informationsflut, desto schwieriger die Entscheidungsfindung. SAP arbeitet daran, Dinge zu vereinfachen. Damit aus Daten Wissen und aus Wissen fundierte Entscheidungen werden, die Ihr Unternehmen weiterbringen. Finden Sie heraus, wie gemeinsam einfach möglich wird auf sap.de/runsimple



Run Simple

Ansätze zur Betriebsdauerverlängerung von Suzlon Windkraftanlagen

Jan Brökel

Hintergrund

Die ersten in Serie produzierten und kommerziell relevanten Windkraftanlagen (WKA) wurden in den frühen 1990er Jahren aufgestellt. In Deutschland, wie auch in anderen Ländern, wurden in dieser Zeit Förderprogramme wie das Stromeinspeisegesetz aufgelegt und ein zügiger Ausbau der Windenergienutzung setzte ein. So wurden zu Beginn der 1990er Jahre ca. 200 Anlagen mit je bis zu 300 kW pro Jahr installiert und Ende der 1990er Jahre waren es schon bis zu 1500 Anlagen pro Jahr mit je mehr als 1500 kW Leistung. In den 2000ern stieg die Durchschnittsleistung der jährlich installierten Anlagen auf über 2 MW auch wenn sich die Anzahl der Installationen verringerte, siehe Abbildung 1 bei Ender (Ender 2015).

Insgesamt sind ca. 3000 Altanlagen entweder schon ca. 20 Jahre im Betrieb und haben damit ihre Konstruktionslebenszeit erreicht oder sind kurz davor. Wie in Abbildung 1 bei Ender (Ender 2015) deutlich zu sehen, steht damit ein rapider Anstieg der von Abriss oder Weiterbetrieb betroffenen Anlagen in den nächsten 5 Jahren bevor.

Natürlich sind zahlreiche dieser kleinen alten Anlagen schon früher ausgefallen und ersetzt worden, aber bei den noch vorhandenen Anlagen stellt sich für den Eigner die Frage der Stilllegung/Repowering oder eines möglichen Weiterbetriebes. Solange die technische Sicherheit des Betriebes gewährleistet werden kann, ist diese Entscheidung rein wirtschaftlicher Natur (Ertragspreis > Betriebskosten).

Natürlich stehen die strukturelle Integrität und das Vermeiden von katastrophalen Schäden die menschliches Leben gefährden können, wie Blattabwurf oder Anlagenkollaps, an erster Stelle. Eine denkbare Zielausfallwahrscheinlichkeit könnte 1:1000 sein (Byrne 2016).

Rückbau mit Repowering

Die Wirtschaftlichkeit einer WKA ist nicht mehr gegeben, wenn die Betriebskosten die Einnahmen übersteigen. Mit zunehmendem Alter einer Anlage steigen im Allgemeinen die Anzahl und die Kosten der Reparaturen. Diese entstehen durch den Austausch von teuren Komponenten wie Getriebe, Generator oder Blätter, aber auch durch umfassende Korrosionsschutzarbeiten am Turm oder die Sanierung des Fundamentes. Es kann aber schon in einer frühen Betriebsphase zum Repowering kommen, wenn im Zusammenspiel von Neuanlagenpreis, Finanzierungsangebot und Energieertrag eine höhere Eigenkapitalrendite möglich ist. In jüngster Zeit hat sich daher auch ein florierender Markt für gebrauchte WKAs etabliert. Im Jahr 2014 sind, wie bei Ender (Ender 2015) zu sehen, Anlagen mit einer Gesamtleistung von fast 2000 MW bei Repowering Maßnahmen installiert worden.

Rückbau ohne Repowering

Ist weder Weiterbetrieb noch Repowering möglich, muss die komplette Windkraftanlage inklusive Fundament, Netzanschluss und Zuwegung zurück gebaut werden. Die entsprechenden Kosten sind natürlich 20 Jahre lang bekannt und planbar, können aber die Rendite der Gesamtinvestition maßgeblich verschlechtern. Für den Rückbau einer 2 MW Anlage in Deutschland sind ca. 200.000,- Euro einzuplanen (Kopp 2016). Ein Weiterbetrieb verschiebt diese Ausgabe und gibt dem Eigner mehr Zeit zur Finanzierung.

Weiterbetrieb

Die Wirtschaftlichkeit und damit die Höhe der Rendite einer Windkraftanlage hängen vom Standort und von den Betriebskosten der Anlage ab. Wenn ein wirtschaftlich bedingter Abriss nicht notwendig wird, dann sind die Betreiber bestrebt die WKA möglichst lange im Betrieb zu halten. Der quasi Industriestandard für Windkraftanlagen ist 20 Jahre Konstruktionslebenszeit, was von der Bau- und Ölindustrie der 80er Jahre übernommen wurde.

Ein weiterer Beweggrund zum Weiterbetrieb kann die behördliche Verweigerung des Repowerings mit dem einhergehenden Verlust des Standortes sein. In den 1990er Jahren bewilligte Standorte können nach heutigen Lärm-, Abstands, Schattenwurfstandards nicht genehmigungsfähig sein und einem Betreiber fehlt damit nach 20 Jahren Betrieb die Option Repowering komplett.

Ansätze zum Weiterbetrieb

Schon 2009 hat der Germanische Lloyd eine Richtlinie zum sicheren Weiterbetrieb von WKA herausgegeben, welche sowohl die Analyse der erlebten standortabhängigen Betriebslasten, als auch die Auswertung von aufgenommenen Betriebsdaten vorsieht (GL 2009). Der GL detailliert zwei Methoden zur Betriebsdauerverlängerung.

1. Die analytische Methode erfolgt durch den Vergleich der standortspezifischen Lasten mit den Auslegungslasten und dem Ausnutzen von Sicherheitsfaktoren zur Lebensdauerverlängerung.
2. Die praktische Methode erfolgt durch Inspektionen und Wartung der fraglichen Anlagen.

Beide Methoden beschränken sich auf die reinen sicherheitsrelevanten Bauteile und beide Methoden haben Einschränkungen, besonders dann wenn bei den Untersuchungen der ursprüngliche Anlagenhersteller nicht involviert ist und/oder die Konstruktionsdaten dem Alter entsprechend nur teilweise vorliegen.

Momentan arbeitet der GL an einer neuen Edition, um neuste Entwicklungen bei der Winddaten- und Lebensdaueranalyse zu berücksichtigen. Eigner einer fast 20 Jahre alten Windkraftanlage haben meistens keinen Zugang zu den original Konstruktionsunterlagen und können daher schlecht eine standortbezogene Bauteilausfallanalyse durchführen. Zwar sollten die Zertifizierungsunterlagen vorhanden sein, aber dem Eigner fehlen meistens die detaillierten Reports und Berechnungsdokumente. Das größte Kapital des Eigners und Betreibers sind die über Jahrzehnte gesammelten Winddaten- und Feldfehlerdatenbanken.

Bei jedem Ansatz zur Prüfung des Weiterbetriebes werden nur die Ermüdungslasten betrachtet, die Extremlasten verändern sich ja nicht bei längerem Betrieb am selben Standort. Bei der Auswertung der erlebten Winddaten wird aber überprüft, ob extremen Windereignisse (z.B. Orkan oder Tornado) während des Betriebes auftraten und die Lebensdauer negativ beeinflusst haben. Die Prüfung bezieht sich auf zwei Gruppen von Komponenten.

1. Sicherheitsrelevant
 - Blätter
 - Turm
 - Fundament
 - Kraftleitende Strukturkomponenten, inklusive Bolzenverbindungen
 - Blatt- und Azimutlager

2. Kostenintensiv (Bauteilkosten und/oder Austauschkosten)

- Getriebe
- Generator
- Rotorlager

Der Sicherheitsaspekt umfasst die Gefährdung von Menschen in der Anlage und in der nahen Umgebung. Das Versagen der Strukturen im Rotor kann Gefährdungspotentiale in bis zu 500m Entfernung zum Anlagenfuß zur Folge haben. Eine umbrechende Anlage kann Schlaglängen bis 300m haben (Krämer 2000).

Die GL Guideline beschränkt sich auf die sicherheitsrelevanten Bauteile, ein Betreiber muss aber neben der Sicherheit die Kosten betrachten. Ist der Austausch von Antriebsstranggroßkomponenten nötig, muss auf jeden Fall ein Kran verwendet werden. Abhängig von der Größe der Anlage, dem Standort und der Erfahrung des Wartungsunternehmens kann der Austausch von Getriebe und Generator „up tower“, also ohne Abbau der Gondel erfolgen. Da für den Austausch des Rotorlagers die Rotorwelle demontiert wird, muss auch der Rotor abgebaut werden. Mit dem notwendigen Schwerlastkran kann dann auch gleich die ganze Gondel deinstalliert werden.

Die Austauschkosten im Falle eines Getriebebeschadens können für eine 2MW Anlage wie folgt ausfallen:

- Neues Getriebe ca. 150.000,- €
- Getriebelieferzeit und Anlagen Stillstandzeit bis zu 6 Monate
- Kran Grundpreis ca. 30.000,- €
- Kran Tagespreis ca. 4.000,- €

und in Summe leicht 200.000,- übersteigen (Kluge 2009).

Potentielle Schäden an anderen Komponenten passen vom Umfang in eine normale Wartung, stellen nur ein geringes Risiko für die Umwelt dar und können ohne Einsatz eines Kranes und mit geringen Bauteilkosten repariert werden.

Belastungsanalyse

Durch die Analyse der gesammelten Winddaten von besten Falls vielen Anlagen über mehrere Jahre (Jahrzehnten) kann das real aufgetretene Windverteilungsprofil für jede einzelne Anlage erstellt werden und damit die aufgetretene standortspezifische Belastung der Anlage über den gesamten Betriebszeitraum modelliert werden. Dazu wird ein generisches Turbinenmodell erstellt und anstatt der Standardwindverteilung die aufgezeichneten tatsächlichen Windgeschwindigkeiten, Turbulenzen und Luftdichten ange-

wandt. Um den Berechnungsaufwand zu reduzieren, kann auch ein Durchschnittswindprofil für den Windpark erstellt werden.

Im nächsten Schritt werden die der Konstruktion zu Grunde liegenden Standardwindlasten (ableitbar aus den Zertifizierungsunterlagen) mit den standortspezifischen Windlasten verglichen. Abhängig von der Größe des Unterschiedes kann die Reserve für eine Betriebszeitverlängerung genutzt werden.

Großer Vorteil dieses Lastenvergleiches ist die Unabhängigkeit von den Konstruktionsunterlagen, damit können auch Betreiber mit beschränkter Dokumentation versuchen die Anlagenreserven zu bestimmen. Durch das Verwenden eines generischen Anlagenmodelles, das exakte Lastenmodell liegt einem Betreiber ohne Herstellerunterlagen nicht vor, ist aber eine hohe Ungenauigkeit vorhanden und die Auswertung des Belastungsvergleiches sollte auf jeden Fall konservativ erfolgen.

Pragmatischer Ansatz - Wartung

Während des Betriebes einer Windkraftanlage werden dem Wartungsplan folgend alle Verschleiß- und Betriebsstoffe regelmäßig ersetzt. Dabei werden Bolzen nachgezogen, Öle und Fette getauscht, Dichtungen, Schleifbürsten und Batterien gewechselt und nötige Reparaturen durchgeführt. Eine Sichtprüfung aller sicherheitsrelevanten Bauteile und Verbindungen ist auch Teil des meist 6 monatigen Wartungsrythmus.

Der Betreiber führt für jede Anlage ein Anlagentagebuch mit aufgetretenen Fehlern und entsprechenden Wartungsmaßnahmen. Davon ausgehend kann eine Schadensanalyse und Vorhersage für den gesamten Windpark erfolgen. Mit besonderer Aufmerksamkeit auf sicherheitsrelevante & kraftleitende Bauteile wie Turm, Fundament, Blätter, Gondelstruktur und kostenintensive wie Transformator, Getriebe, Generator und Umrichter kann so eine statistisch belegte Vorhersage der Wartungskosten bei Weiterbetrieb erstellt werden.

Durch die statistische Analyse der Schadenshistorien mehrerer Windkraftanlagen kann ein proaktiver Wartungsplan erstellt werden und im Voraus Bauteile ersetzt werden, welche in anderen Anlagen schon einmal versagt haben.

Reaktive Reparaturen finden natürlich im Schadensfall statt, aber auch nach rechtzeitigem Erkennen von Vorschädigungen. Dazu zählen gelockerte Schraubenverbindungen, Anrisse in Strukturkomponenten, Lagerschäden, hohe Temperaturen in Schaltschränken oder Geräusche und Schwingungen. Da eine Sicht- und Stichprobenprüfung nur einen kleinen Bereich des Anla-

genbetriebes abdeckt, muss jeder Betreiber über die Installation von zusätzlichen Betriebsüberwachungssystemen nachdenken. Ein klassisches Condition Monitoring System (CMS) sorgt für die Zustandsüberwachung von Hauptwelle, Getriebe, Generator und/oder Rotorlager. Die Überwachung dieser Komponenten dient hauptsächlich der Wartungskostenminimierung. In erweiterten Ansätzen werden auch Rotorblätter und Turmschwingungen überwacht, was zusätzlich das Sicherheitsrisiko verringert. Ein solches System kann in die zentrale Steuerung integriert werden und damit dieselben Kommunikations- und Speichermedien verwenden. Aufgabe eines CMS ist es durch Mess- und Analyseverfahren frühzeitig Schäden in Antriebskomponenten zu erkennen, um Reparaturen proaktiv durchzuführen und Ausfallzeiten und Kosten zu minimieren. Natürlich erfordert die Anschaffung eines solchen Systems eine Investition, welche gegen den Nutzen gegen gerechnet werden sollte.

Reaktive Wartung ist nicht planbar und kann damit nur schwer in die Bewertung des Geschäftsmodelles zum Weiterbetrieb heran gezogen werden. Auch hier kann die Auswertung der Windparkschadenshistorie als Grundlage für eine Voraussage genutzt werden. Auch die Rücksprache mit Zertifizierungsgesellschaften, Komponentenlieferanten und Serviceunternehmen kann die Datenlage zu bekannten Serienschäden und Ausfallwahrscheinlichkeiten signifikant erhöhen.

Suzlon Ansatz

Da die Suzlon Ltd. sowohl als Windkraftanlagenhersteller als auch als Windparkbetreiber tätig ist und mit einem weltweiten Servicegeschäft alle drei entscheidenden Industriebereiche betreibt, besteht Zugriff auf die Konstruktionsunterlagen, die lokalen Winddaten und die Windpark Fehlerstatistiken. Deshalb besteht der ganzheitliche Suzlon Ansatz aus der Kombination aller verfügbaren Methoden.

Am Anfang einer Windkraftanlagenentwicklung steht die Definition der Betriebsbedingungen, in den meisten Fällen die angestrebte Windklasse mit den jeweiligen Definitionen von Windverteilung und Windturbulenzen. Mit diesen Randbedingungen wird das Turbinenmodell erstellt und mittels Simulationssoftware die Belastungen in definierten Koordinatensystemen ermittelt. Durch die Lastentransformation auf alle Komponenten entstehen die dimensionierenden Extrem- und Ermüdungslasten. Das Turbinenmodell, also die Reaktion der Anlage auf die Umgebungseinflüsse mit dem Ziel der geringsten Belastung bei höchster Energieausbeute, ist das geistige Eigentum des Herstellers und neben möglichst kleinen Kosten die Grundlage für den kommerziellen Erfolg. Im Anlagenmodell der aktuellen 2.1 MW Suzlon

Anlage stecken 20 Jahre Optimierungserfahrung im Anlagencontroller über mehrere Anlagengenerationen. Damit kann ein Hersteller eine weit detailliertere Belastungsanalyse als ein Betreiber durchführen. Die meisten Windkraftanlagentypen werden für Standardwindklassen entwickelt, aber kein Windkraftanlagenstandort entspricht diesen Standardbedingungen zu 100%. Wenn ein Windpark dimensioniert wird, erfolgt die Anlagen- und Standortauswahl stets konservativ, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten. Dadurch ergeben sich Designreserven in den Komponenten, welche für die Betriebsverlängerung genutzt werden können. Eine andere, auch schon angewendete, Möglichkeit ist die Erhöhung des Energieertrages, z.B. durch ein aggressiveres Steuerungsverhalten.

Wenn die Belastungsanalyse kein klares Ergebnis liefert oder der Vergleich zeigt, dass die standortspezifischen Lasten höher sind als die Auslegungslasten, dann hat der Hersteller die Möglichkeit eine Komponentenbeanspruchungsanalyse durchzuführen. Hierbei werden die Sicherheitsfaktoren der Komponenten bei 20 Jahren Betrieb mit den Sicherheitsreserven bei 25 Jahren Betrieb verglichen. Sicherheitsreserven können in einigen Komponenten auftreten, die durch etwaige Gleichteilstrategien beim Zulieferer oder beim Anlagenhersteller prinzipiell überdimensioniert sind. Diese Reserven kann teilweise nicht einmal der WKA Hersteller überprüfen, sondern muss auf die Entwicklungsabteilungen der Zulieferer, wie beim Getriebe, zurückgreifen.

Beispielanalyse

Ausgehend von mehreren Kundenanfragen bezüglich einer Betriebsdauerverlängerung von bestehenden Windparks, wurden zwei Entwicklungsprojekte gestartet. Zum einen wurden die Felddaten (SCADA) bezüglich Komponentenschäden und Ausfallzeiten untersucht. Daraus ergab sich keine signifikante Schadenshistorie für die S88 Anlagenfamilie. Zum anderen wurde die aktuelle S88 2.1 MW Anlage bezüglich der vorhandenen Designreserven auf Komponentenebene analysiert. Hierzu wurden die Betriebslasten für 25 Jahre Einsatzzeit berechnet und mit den ursprünglichen Lasten für 20 Jahre Betrieb verglichen. Für diese Analysen wurde jeweils die ursprüngliche Auslegungswindklasse II a gewählt. Es konnten signifikante Ermüdungslasterhöhungen von bis zu 15% in einzelnen Koordinatensystemen und Schnittgrößen ermittelt werden. Diese Schritte könnte, wie schon beschrieben, ein Betreiber mit einem generischen Anlagenmodell (basierend auf den Zertifizierungsunterlagen und Konstruktionsannahmen) auch vollziehen, müsste hier aber die Belastungsanalyse mangels Komponentenkonstruktionsunterlagen beenden.

Im nächsten Schritt wurden die wichtigsten Komponenten (teuer und/oder schwer austauschbar/reparierbar) mittels der Konstruktionsunterlagen auf die erhöhten Lasten geprüft. Da in einer vorbereitenden hausinternen Studie am Beispiel einer generischen Anlage die treibenden Lastfälle (design load cases - DLCs) für die wichtigsten Komponenten ermittelt worden sind, war bekannt welche Komponenten von Extremlasten oder Ermüdungslasten bestimmt sind. Für die Lebensdauerbetrachtung wurden anschließend nur die ermüdungskritischen Bauteile bezüglich der konkreten auslegungsbestimmenden DLCs weiter analysiert.

Hieraus ergab sich das ca. 50% der Komponenten (wie Blätter, Getriebe und Generator) ohne Änderung 25 Jahre Betrieb ertragen können, aber andererseits entscheidende Komponenten wie Turm, Fundament und Blattlager nicht genügend Betriebslastenreserve besitzen.

Damit konnte die S88 2.1 MW Anlage nicht für 25 Jahre Betrieb bei Standard Windklasse II a Bedingungen nachgewiesen werden. Für die konkreten Kundenanfragen zum Weiterbetrieb von existierenden Windparks wurden daher standortspezifische Analysen erstellt. Hierfür wurden die im SCADA System gemessenen Winddaten aufbereitet und als Eingangsbedingungen für die Lastenberechnung mit 25 Jahren Betriebsdauer verwendet. In den Beispielprojekten ist die lokale Luftdichte wesentlich geringer als die Standardluftdichte von 1.225 kg/m³. Damit ist eine entscheidende Eingangsgröße kleiner und verringert die Ermüdungslasten. Für die durchgerechneten Windparks ergaben sich Lastenreduktionen im Blattlager, Turm und Fundament. Mit den verringerten standortspezifischen Lasten und unter Berücksichtigung von Komponentensicherheitsreserven konnte die S88 Anlagenfamilie für die konkreten Windparks für 25 Jahre Betrieb nachgewiesen werden.

Der Nachweis für den möglichen Weiterbetrieb konnte im Fall der S88 nur durch die Kombination von

- Anlagenmodell, inklusive Turbinenkontroller
- Komponentennachweisen mit Sicherheitsreserven
- standortspezifischen Lasten aus der Betreiberdatenbank

erbracht werden.

Zusammenfassung

Da in den nächsten Jahren die Anzahl der Windkraftanlagen die ein Alter von 20 Jahren erreichen rapide steigt, beschäftigen sich Betreiber, Zertifizierer und Hersteller mit der Verlängerung der Betriebsdauer. Abbildung 1 stellt die verschiedenen Ansätze gegenüber. Als Hersteller und Betreiber kann die

Suzlon Ltd. mit der Kombination aller vier Analysen die Möglichkeiten am weitesten ausschöpfen.

Eigner/Betreiber	Betreiber mit Zertifizierer	Suzlon (Hersteller)
<i>Pragmatischer Ansatz</i>	<i>Analytischer Ansatz</i>	<i>Kombinierter Ansatz</i>
Fehler Analyse	Fehler Analyse	Fehler Analyse
	Lastenvergleich	Lastenvergleich
		Sicherheitsreserven Analyse
		Standortspezifischer Nachweis

Abbildung 1: Vergleich der Ansätze zur Betriebsdauerverlängerung bei Windkraftanlagen.

Die Ergebnisse der internen Studien an generischen Anlagenmodellen sind nach ersten Vergleichsrechnungen auf andere, dem gleichen Konstruktionsprinzip folgende, Suzlon Anlagenklassen übertragbar.

Die Erkenntnisse aus den S88 25 Jahre Betriebsdauerberechnungen fließen in die Suzlon Neuentwicklungen ein, welche von Anfang an auf eine höhere Lebensdauer ausgelegt werden. Auch hier kann nun zielgerichtet an den kritischen DLCs gearbeitet und Betriebslastreserven in unkritischen Komponenten verringert werden.

Literaturverzeichnis

Ender, C. 2015: DEWI Infoblatt 2015 Dezember.

http://www.dewi.de/dewi_res/fileadmin/pdf/statistics/Infoblatt_2015_Dezember.pdf, 01.03.2016

GL 2009: Guideline for the continued operation of wind turbines, Edition 2009, Germanischer Lloyd Industrial Services GmbH

Byrne, A. 2016: Risk-based inspection to optimise life extension. In: Windpower monthly, 32 (3), 6

Kopp, S. 2016: Windkraftanlagen Rückbaukosten. <http://www.windenergie-im-binnenland.de/foundations.php>, 21.03.2016

Krämer, D. 2000: Unfälle und Eiswurfgefährdung durch Windkraftanlagen. <http://wilfriedheck.tripod.com/unf2.htm>, veröffentlicht 2000, abgerufen am 21.3.2016

Kluge, M. 2009: Condition Monitoring Systeme (CMS) in Windkraftanlagen. http://www.ifm.com/obj/ifm_wind_power_CMS_DE.pdf, IFM electronic GmbH, abgerufen am 21.3.2016

Kontakt

Dr.-Ing. Jan Brökel
Suzlon Energy Ltd. German Branch
Kühnehöfe 3a
22761 Hamburg
www.suzlon.com